

Otimização do Despacho das Máquinas das Usinas do Rio Paranapanema

T. Ohishi; S. Soares; M. Cicogna; P. Laudanna; J. Lopes

Resumo-

Este artigo apresenta os resultados do desenvolvimento de um modelo de pré-despacho para as usinas do rio Paranapanema. Este modelo determina o número de máquinas em operação em cada usina e o seu despacho de geração, levando em conta os limites de geração, o mercado a ser atendido, e outras restrições operativas. O problema tratado é de natureza mista, e foi resolvido neste projeto através de uma metodologia híbrida, no qual a determinação do número de máquinas foi obtida através de heurística, enquanto que o problema de despacho de geração foi resolvido através do método de Relaxação Lagrangeana. O modelo foi aplicado ao sistema de usinas do rio Paranapanema com dados de um dia verificado tendo apresentado ganho da ordem de 3%.

Palavras-chave—.

Pré-despacho; Programação da Operação; Sistemas de Potência; Programação Matemática.

I. INTRODUÇÃO

O objetivo principal de um Pré-Despacho (PD) é definir um programa de operação de um sistema de energia elétrica para o próximo dia em base horária. O cálculo deste programa de operação é um processo de tomada de decisão, no qual diversos aspectos devem ser levados em conta, tais como características operativas dos sistemas de geração e transmissão, negociações, mercado, etc.... Neste contexto, os modelos de PD podem ser de muita utilidade, pois permitem analisar diferentes cenários rapidamente, auxiliando assim o processo de elaboração do programa de operação. Este artigo apresenta os resultados do desenvolvimento de um modelo de pré-despacho para o sistema de usinas do rio Paranapanema. Este projeto foi realizado em parceria entre a UNICAMP e a DUKE ENERGY INTERNATIONAL, GERAÇÃO PARANAPANEMA S.A., e financiado através de verba do programa de P&D da ANEEL.

O PD tem um forte compromisso com a operação em tempo real, sendo a referência operacional do sistema. Por isso, este programa causa um grande impacto sobre a eficiência e a segurança do sistema. Daí a importância de uma representação detalhada das características operativas do sistema de geração, tanto para assegurar a factibilidade da solução programada como também para otimizar a sua operação. Mais especificamente, em relação às usinas hidrelétricas, deve-se considerar a operação de cada grupo gerador com os seus limites operativos e a sua curva de rendimento, a disponibilidade de recursos energéticos e outras restrições operativas. Além disso, deve-se levar em conta também o mercado a ser atendido e restrições adicionais para atender principalmente restrições de transmissão.

Os grupos geradores apresentam uma grande variação em seu rendimento ao longo de sua faixa de operação, em geral em torno de 10%, de modo que a escolha do ponto de operação de cada grupo gerador se torna uma questão chave na otimização da eficiência da usina. Decorre daí também que a escolha do número de máquinas em operação também se torna importante, pois uma dada potência pode em geral ser gerada com diferentes configurações de máquinas em operação e conseqüentemente com diferentes produtividades. Os testes têm mostrado que o número de máquinas e o ponto de operação dos grupos geradores são as variáveis que mais influem na otimização da operação de curto prazo de usinas hidrelétricas. A primeira questão, que denominamos **Escolha da Configuração (EC)**, é um problema de programação inteira. A segunda questão, que denominamos de **Despacho de Geração (DG)**, consiste em determinar o nível de geração de cada unidade em operação (escolhida na questão anterior) em cada intervalo de tempo. Este segundo problema é formulado em termos de variáveis reais e basicamente resolve um problema de despacho econômico para cada intervalo de tempo.

A grande maioria dos modelos de pré-despacho apresentados na literatura considera um sistema hidrotérmico, no qual a geração hidrelétrica é valorizada em função da substituição de geração de origem termelétrica. Porém,

T. Ohishi é professor da Faculdade de Eng. Elétrica e Computação da Universidade Estadual de Campinas.

S. Soares é professor da Faculdade de Eng. Elétrica e Computação da Universidade Estadual de Campinas.

M. Cicogna é aluno de doutorado da Faculdade de Eng. Elétrica e Computação da Universidade Estadual de Campinas.

P. Laudanna é Gerente Geral de Planejamento da Operação da DUKE ENERGY INTERNATIONAL, GERAÇÃO PARANAPANEMA S.A.

J. Lopes é consultor da DUKE ENERGY INTERNATIONAL, GERAÇÃO PARANAPANEMA S.A.

em um sistema puramente hidrelétrico, como é o caso do Sistema do Paranapanema, esta visão não faz sentido, necessitando assim de um outro critério para a otimização do programa de operação. Neste caso a minimização das perdas na operação das usinas hidrelétricas foi utilizada como critério de otimização, uma vez que procura maximizar a eficiência das usinas hidrelétricas.

II. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

O sistema hidroelétrico do rio Paranapanema, localizado na bacia do rio Paraná, no sudoeste do Estado de São Paulo, é composta por oito usinas hidroelétricas com potência instalada total de 2308 MW. Três destas usinas possuem reservatório de acumulação enquanto cinco delas são usinas a fio d'água.

III. CURVAS DE PERDAS

Em geral, os grupos geradores têm melhor rendimento na sua faixa superior de operação, o que implica que do ponto de vista do rendimento é desejável operar nesta faixa. Porém, quando se opera com maior turbinagem tem-se uma elevação no canal de fuga e conseqüentemente perda na altura de queda, além do que uma maior turbinagem resulta em maiores perdas hidráulicas nos condutos forçados. Assim, do ponto de vista da altura de queda e das perdas hidráulicas, é interessante operar com baixas vazões. Portanto, na escolha do ponto de operação, deve-se levar em conta estes três aspectos, e uma das maneiras de estabelecer uma relação estes três fatores é representando-os em uma mesma unidade, por exemplo, em termos de perdas em MW [1]. A figura 1 mostra as curvas de perdas para a usina de Taquaruçu, relativos às perdas na altura de queda (canal de fuga); às perdas hidráulicas (hidráulica); e em relação ao rendimento do conjunto turbinador (rendimento). A curva de perda total (Perda Total) é dada pela soma destas três perdas. Estas curvas nos mostram que as perdas têm uma variação significativa na sua faixa de operação e na produtibilidade da usina, de modo que ao nível do PD não se pode considerar a produtibilidade como uma constante. A figura 1 apresenta a curva para uma única máquina em operação da usina de Taquaruçu. Pode-se observar que do ponto de vista do rendimento a melhor faixa é entre 80 e 90 MW. Porém, esta usina perde muita altura de queda pela elevação do canal de fuga, e com isso a curva de perda total indica que a faixa de melhor rendimento é a faixa entre 30 e 40 MW. Para duas ou mais máquinas em operação deve-se levantar estas curvas considerando-se que as máquinas estão operando em paralelo. A figura 2 mostra as curvas de perdas totais para as cinco possíveis configurações na usina de Taquaruçu.

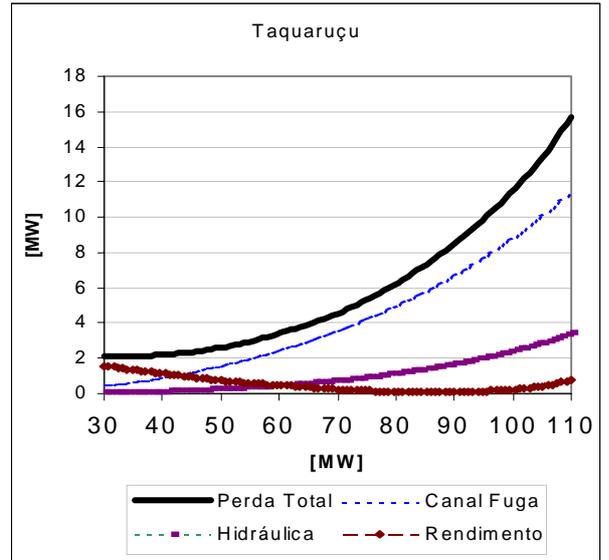


Figura 1 : Curvas de Perdas para uma máquina.

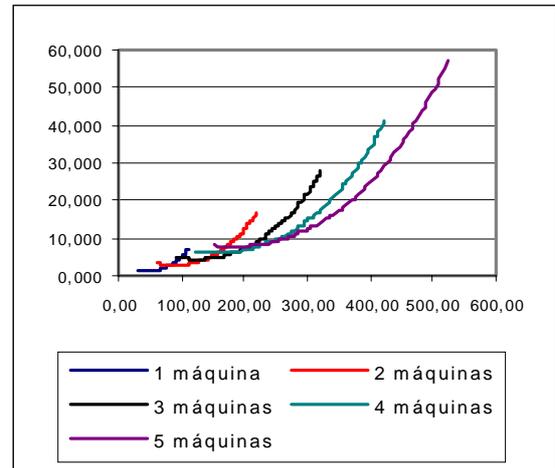


Figura 2 : Curvas de Perdas para várias máquinas.

Pelas curvas da figura 2 pode-se observar que uma dada potência pode ser gerada com diferentes configurações.

IV. MODELO DE PRÉ-DESPACHO

Apresenta-se a seguir o modelo de PD utilizado para o despacho de geração para uma dada configuração de máquinas em operação.

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \sum_{i \in H} g_i(p_i^t, n_i^t) \quad (1)$$

s.a :

$$p_i^{\min}(n_i^t) \leq p_i^t \leq p_i^{\max}(n_i^t), \quad t=1, \dots, T; i \in H \quad (4)$$

$$\sum_{i \in H} p_i^t = d^t, t = 1, \dots, T \quad (2)$$

$$\sum_{t=1}^T p_i^t = m_i, i \in H \quad (3)$$

$$n_i^t \in N_i; t = 1, T. \quad (5)$$

T é o número de intervalos de tempo; $g_i(\cdot)$ é a função de perdas da usina i ; p_i^t é a potência média (MW) gerada na usina i durante o intervalo de tempo t ; n_i^t é o número de máquinas em operação na usina i durante o intervalo de tempo t ; H é o conjunto das usinas hidrelétricas; d^t é a demanda total do intervalo de tempo t ; m_i é a meta energética diária da usina hidrelétrica i ; p_i^{\min} e p_i^{\max} são respectivamente os limites de geração e dependem do número de máquinas em operação.

A função objetivo (1) minimiza a perda total; a restrição (2) é o balanço de potência em cada intervalo de tempo; a restrição (3) é a meta energética de cada usina hidrelétrica; a restrição (4) são os limites de geração na usina i durante o intervalo de tempo t ; e a restrição (5) define as possíveis configurações de máquinas em operação.

No presente modelo o programa de geração é calculado através da resolução de um problema de otimização não linear, formulado após a escolha das máquinas. O modelo é resolvido através de Relaxação Lagrangeana [2]. A escolha das máquinas foi resolvida através de uma abordagem heurística, alterando-se a configuração de máquinas em operação através da resolução sequencial de diferentes problemas de DG.

V. RESULTADOS OBTIDOS

A figura 3 mostra a curva de demanda diária atendida pelo sistema de usinas do rio Paranapanema. As figuras 4 e 5 mostram um exemplo da programação da operação para a usina de Taquaruçu, e as figuras 6 e 7 mostram os resultados relativos à usina de Capivara. O gráfico da figura 4 mostra o número de máquinas em operação em cada um dos 48 intervalos de tempo (discretização de 30 minutos) do próximo dia; e o gráfico da figura 5 mostra o programa de geração de energia elétrica para a mesma usina. Os gráficos 6 e 7 apresentam os mesmos dados para a usina de Capivara.

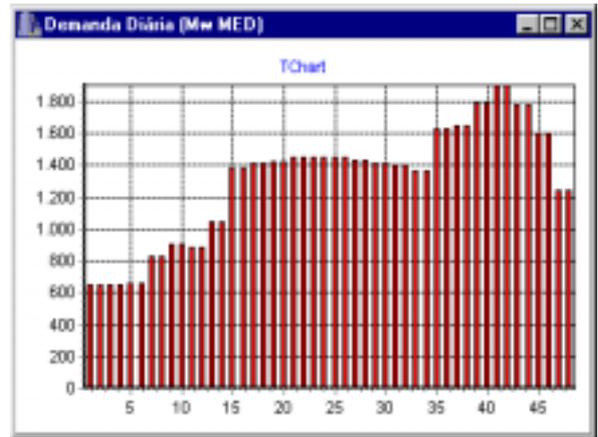


Figura 3 : Curva de Demanda Diária.

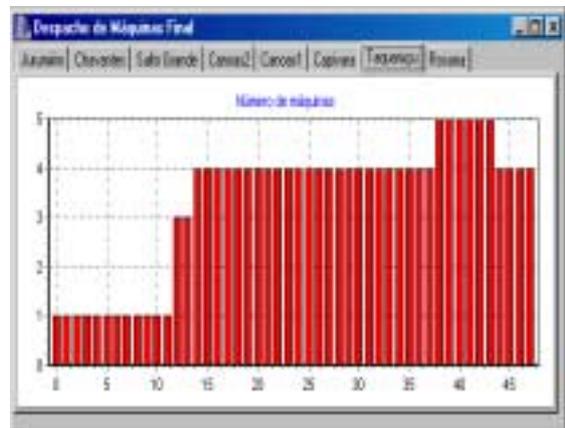


Figura 4 : Despacho de máquinas em Taquaruçu.



Figura 5 : Programa de geração na usina de Taquaruçu.

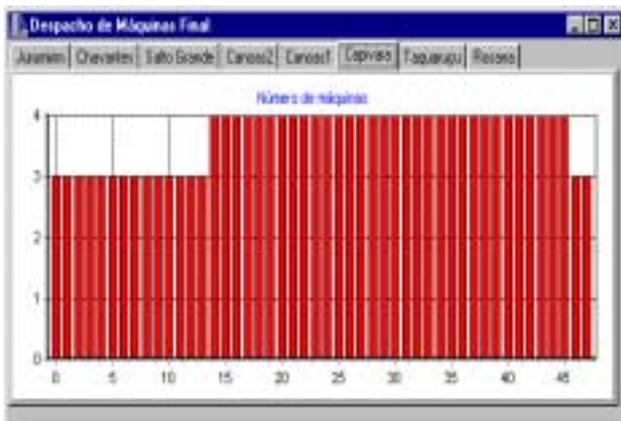


Figura 6: Despacho de máquinas em Capivara.



Figura 7: Programa de geração na usina de Capivara.

As soluções obtidas apresentam uma variação suave e proporcional à curva de demanda diária, tanto no despacho de máquinas como também no programa de geração, características estas desejáveis e importantes para a operação em tempo real do sistema.

VI. O PROGRAMA HYDRODESP

O programa computacional para o despacho de máquinas, o HYDRODESP, foi implementado em linguagem C++, e as interfaces foram implementadas através do pacote BUILDER C++, da Borland. O programa roda em ambientes WINDOWS, requer poucos requisitos de memória e de CPU. A figura 8 mostra a tela principal do programa. O HYDRODESP possibilita facilmente configurar um problema, levando em conta uma série de restrições, tais como número mínimo e máximo de máquinas em operação, limites de geração por grupo gerador, limites de geração por usina, e ainda outras possibilidades, tais como fixar a geração de dada usina em um valor dado valor pré-fixado, ou também limitar a geração em um conjunto de usinas para atender por exemplo restrições de natureza elétrica. O programa não trata explicitamente as restrições de transmissão.

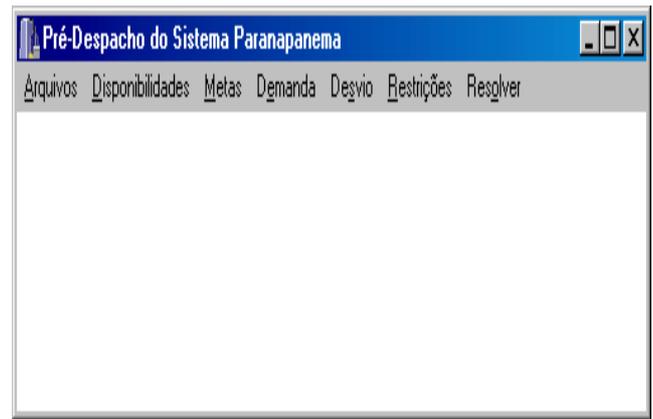


Figura 8: Tela principal do programa HYDRODESP.

VII. CONCLUSÕES

A implementação desta metodologia e a sua aplicação a alguns casos verificados no sistema do rio Parapanema possibilitou visualizar as influências do despacho de geração e do número de máquinas em operação sobre a eficiência da operação de curto prazo do sistema.

Nos testes realizados os ganhos de eficiência ficaram em torno de 3% da carga total atendida no dia, para as condições consideradas nos testes. Quanto ao despacho de geração, a formulação matemática utilizada possibilitou a otimização da operação através de um modelo simples e eficiente. Em relação à metodologia de escolha das configurações, embora não garanta a solução ótima global, a estratégia utilizada tem-se mostrado bastante robusta e possibilitando ganhos expressivos.

VIII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. Soares, Salmazo, C., "Minimum loss predispatch model for hydroelectric power system", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, nº 3, pp. 1220-1220, August 1997.
- [2] S. Soares and T. Ohishi;A, " A Hydro-Dominated Short Term Hydrothermal Scheduling via a Hybrid Simulation-Optimisation Approach : A Case Study," *IEE Proc. C*, v.142, n.6, pp. 569-575, 1995..